

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

394/2026/R/EEL

**ULTERIORI INIZIATIVE DI REGOLAZIONE IN TEMA DI INTERRUZIONI
DI ENERGIA ELETTRICA IN CONDIZIONI DI CALORE**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti
nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente 18 aprile 2023, 165/2023/R/EEL

Mercato di incidenza: energia elettrica

27 ottobre 2026

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 165/2023/R/EEL, per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027.

In particolare, nell'ambito di questo procedimento, con la deliberazione 617/2023/R/EEL, è stato approvato il Testo integrato della regolazione output-based del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027, in vigore dal 1° gennaio 2024 (di seguito: TIQD).

Con il TIQD l'Autorità ha integrato la regolazione del servizio di distribuzione con nuovi aspetti (con efficacia dal 2024 o dal 2026, a seconda dei casi) che mirano a limitare le interruzioni dell'energia elettrica principalmente mediante l'aggiornamento degli obblighi in materia di continuità del servizio, delle regolazioni incentivanti e della premialità per benefici associati agli interventi di sviluppo, nonché a ridurre il disagio per gli utenti della rete, anche grazie a nuovi canali di informazione durante le interruzioni stesse.

Il presente documento espone gli orientamenti dell'Autorità per ulteriori iniziative che riguardano affinamenti delle disposizioni focalizzate sulle attività di investimento e pianificazione delle imprese distributrici e nuove azioni di preparazione per fronteggiare le interruzioni da parte delle imprese distributrici.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il **30 novembre 2026**.*

Si rinvia all'Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l'indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.

Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell'Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati.

In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.

***Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia***

***piazza Cavour, 5 - 20121 – Milano
tel. 02.655.65.800***

pec: protocollo@pec.arera.it

sito internet: www.arera.it

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo email rp@arera.it, oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo email professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

I dati personali indicati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza, nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato.

4. Tempi di conservazione

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

5. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

6. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

PARTE I Aspetti introduttivi	7
1 Introduzione	7
2 Le principali azioni dell'Autorità per ridurre le interruzioni e mitigare gli impatti sugli utenti	7
3 Struttura e principali obiettivi del documento	11
PARTE II INTERVENTI REGOLATORI RELATIVI AGLI INVESTIMENTI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI.....	13
4 Premessa	13
5 I principali filoni di interventi regolatori dell'Autorità	13
6 Principali risultati dei meccanismi regolatori dello sviluppo della rete	15
<i>Piani di sviluppo 2025-2029 delle reti di distribuzione di energia elettrica.....</i>	<i>15</i>
<i>Investimenti per l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica (periodo 2019-2024)</i>	<i>18</i>
<i>Meccanismo premiale di incentivazione dello sviluppo di cui al Titolo 10 del TIQD (con due fasi di istanza, periodo 2024-2027)</i>	<i>23</i>
<i>Alcune considerazioni conclusive.....</i>	<i>25</i>
7 Aggiornamenti di alcuni requisiti per il piano di sviluppo	26
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>27</i>
PARTE III AZIONI DI ESERCIZIO DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	30
8 Premessa	30
9 Aggiornamento delle disposizioni in materia di "piani di emergenza"	30
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>31</i>
10 Documento di preparazione ai rischi di interruzioni per calore	33
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>33</i>
11 Trattamento regolatorio delle interruzioni occorse in occasione di calore.....	35
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>36</i>

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

1 Introduzione

- 1.1 Le finalità della legge 14 novembre 1995 n. 481, istitutiva dell’Autorità, includono adeguati livelli di qualità nei servizi regolati in condizioni di economicità e redditività e la tutela degli interessi di utenti e consumatori.
- 1.2 Sin dai primi anni di attività, l’Autorità ha definito disposizioni in materia di continuità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica, in linea con quanto previsto dalla legge istitutiva (articolo 2, commi 18 e 19), che associa alle determinazioni tariffarie i recuperi di qualità del servizio rispetto a standard prefissati.
- 1.3 Le azioni dell’Autorità sono proseguite con un insieme di interventi regolatori per la continuità del servizio che comprendono: interventi sulla qualità (che includono sia elementi di incentivazione generale al miglioramento della continuità del servizio, sia elementi di incentivazione specifica per le aree con peggiore qualità del servizio); tutele per gli utenti interessati da interruzioni di lunga durata (ossia, oltre otto ore); specifici obblighi in capo alle imprese distributrici per definire requisiti minimi finalizzati a fornire maggiori informazioni sul tema delle interruzioni agli utenti della rete; interventi di regolazioni incentivanti lo sviluppo della rete (che recentemente si sono focalizzate sugli investimenti di rete con maggior beneficio atteso).
- 1.4 Gli interventi regolatori sopra richiamati, descritti sinteticamente nel successivo capitolo, hanno impattato principalmente sulle scelte di investimento delle imprese distributrici, in particolare a fronte di minacce meteorologiche (es. formazioni di manicotti sulle linee per ghiaccio/neve, inondazioni a seguito di piogge) e climatiche (calore)¹, mentre hanno riguardato in misura finora più limitata le scelte delle imprese in termini di esercizio della rete.
- 1.5 Il presente documento si concentra invece su possibili azioni da parte delle imprese di distribuzione, implementabili già nel breve periodo, che potrebbero contribuire a mitigare gli impatti di eventuali interruzioni, in particolare nelle condizioni di calore che determinano interruzioni locali principalmente per guasti sui cavi interrati in media tensione, e a ridurre il rischio di interruzioni successive.

2 Le principali azioni dell’Autorità per ridurre le interruzioni e mitigare gli impatti sugli utenti

- 2.1 L’azione dell’Autorità da oltre 25 anni si concentra sulla continuità del servizio e sulla riduzione delle interruzioni.

¹ Si fa in particolare riferimento agli interventi sulla qualità e a quelli di regolazioni incentivanti lo sviluppo della rete

- 2.2 In questo capitolo, vengono presentati i principali elementi dell'attuale regolazione, e viene altresì dedicata particolare attenzione agli aggiornamenti più recenti. Infatti, la combinazione di più elementi fra cui l'inasprirsi degli eventi meteorologici estremi, il cambiamento climatico con aumento dei periodi di calore, gli effetti della transizione energetica sulle reti di distribuzione, la necessità di dedicare i crescenti investimenti a quanto più utile per il sistema elettrico, hanno portato a numerosi aggiornamenti degli specifici meccanismi regolatori negli ultimi anni.

Incentivi per la qualità del servizio: regolazione generale

- 2.3 La regolazione generale incentivante la riduzione delle interruzioni senza preavviso si è strutturata nel tempo in una forma binomia, che fa riferimento a:
- a) durata delle interruzioni (lunghe, ossia oltre tre minuti) senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici, avviata nel 2000 e aggiornata nel 2004 con l'introduzione di obiettivi di lungo termine - da raggiungere in un periodo inizialmente fissato a dodici anni - differenziati per livello di urbanizzazione e comuni per tutto il territorio nazionale;
 - b) numero delle interruzioni (lunghe e brevi, ossia oltre un secondo) senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici, avviata nel 2008 con obiettivi di lungo termine.
- 2.4 A partire dall'anno 2024, l'Autorità ha introdotto un nuovo meccanismo per la definizione dei livelli obiettivo per il periodo 2024-2027, sia per la durata delle interruzioni che per il numero delle interruzioni, con un approccio personalizzato per ambito. In altre parole, l'impresa distributtrice, per ogni ambito territoriale (che corrisponde a un territorio provinciale con grado simile di urbanizzazione), è ora incentivata a "battere" la propria performance di continuità degli anni precedenti.
- 2.5 Nel dettaglio, per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo 2024-2027, l'Autorità determina i livelli di partenza annuali degli indicatori e ne fissa livelli obiettivo annuali: se i livelli effettivi degli indicatori sono inferiori ai livelli obiettivo le imprese distributrici hanno diritto a premi mentre, in caso contrario, hanno l'obbligo di versare penalità. Sono inoltre previsti premi ulteriori per gli ambiti territoriali che presentano i valori minori dei livelli effettivi degli indicatori.
- 2.6 Sebbene la leva incentivante (intesa come il coefficiente economico associato a un miglioramento della qualità - ad esempio a una riduzione media delle interruzioni di un minuto all'anno - per un uguale numero di utenti in due diversi ambiti) sia uguale in tutti gli ambiti, l'effetto atteso è una spinta maggiore a migliorare negli ambiti con qualità peggiore, perché in quei casi è possibile conseguire miglioramenti maggiori.
- 2.7 Proprio perché la spinta è almeno potenzialmente maggiore negli ambiti con qualità peggiore, l'Autorità ha previsto nel periodo 2024-2027 una specifica premialità (di entità limitata) destinata al 15% degli ambiti territoriali con migliore qualità del servizio.

Incentivi per la qualità del servizio: regolazione per aree con qualità peggiore

- 2.8 L'Autorità definisce inoltre una regolazione individuale della continuità del servizio per le imprese distributrici che servono almeno un utente MT. Tale regolazione individuale è basata su un indicatore di continuità per ogni utente MT pari al numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi subite in un anno e comporta penalità per l'impresa in relazione agli utenti (e quindi ai territori) peggio serviti.
- 2.9 Il meccanismo di regolazione sopra descritto ha la funzione di stimolare ulteriormente il miglioramento della qualità del servizio negli ambiti con qualità minore, perché è in tali ambiti che si registrano la gran parte delle penalità.
- 2.10 Con le deliberazioni 575/2025/R/eel e 199/2026/R/eel sono stati definiti tre livelli specifici per l'indicatore di continuità per singolo utente MT differenziati in funzione del grado di concentrazione dell'ambito territoriale, per il triennio 2024-2026, e un unico livello specifico di continuità per tutti gli ambiti territoriali per l'anno 2027, pari a 8 interruzioni all'anno per tutti gli utenti.
- 2.11 Con l'aggiornamento che avrà efficacia dal 1° gennaio 2027, l'Autorità ha inteso assicurare uguali tutele agli utenti, indipendentemente dalle caratteristiche tecniche del territorio e delle reti a cui sono connessi.

Tutele per gli utenti a fronte di interruzioni di lunga durata

- 2.12 A tutela degli utenti, l'Autorità ha definito uno standard di durata massima della singola interruzione, la cui violazione determina indennizzi ai singoli utenti della rete (c.d. rimborsi per interruzioni prolungate). Nel corso degli anni tale regolazione è stata progressivamente rafforzata e, in particolare, dal 1° gennaio 2024 lo standard è stato fissato pari a otto ore per tutti gli utenti, indipendentemente dal livello di urbanizzazione del comune in cui si trovano.
- 2.13 A seconda della causa di interruzione (che può essere di responsabilità dell'impresa², oppure fuori perimetro di responsabilità) gli indennizzi possono essere in capo all'impresa oppure posti a valere sul Fondo per Eventi Eccezionali, Resilienza e Altri Progetti Speciali (FEERAPS).
- 2.14 In ogni caso, sono sempre trasferiti agli utenti interrotti con logica automatica, ovvero senza che l'utente debba fare una richiesta per ricevere l'indennizzo.
- 2.15 Gli indennizzi agli utenti sono differenziati per tipologie, con una logica di incremento con la durata dell'interruzione (ogni quattro ore ulteriori oltre allo standard). Le quantificazioni degli ammontari "base" di indennizzo sono state aggiornate dal 1° gennaio 2024, passando - relativamente alle utenze domestiche - da 30 euro (valore del periodo 2016-2023) a 34,50 euro.
- 2.16 I valori unitari applicabili dal 1° gennaio 2024 sono riportati nella seguente tabella:

² In tali casi, l'interruzione risulta anche rilevante ai fini degli indicatori della regolazione incentivante della qualità del servizio

Tabella 1 - Rimborsi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione (Tabella 4 del TIQD)

	utenze domestiche e utenze non domestiche con potenza disponibile inferiore o uguale a 6,6 kW	utenze BT e MT diverse dalle domestiche con potenza disponibile inferiore o uguale a 16,5 kW e superiore a 6,6 kW	utenze BT diverse dalle domestiche con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	utenze MT con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	utenti BT e MT titolari di impianti di produzione
Superamento standard	34,50 €	172,50 €	2,30 €/kW	1,725 €/kW	0,172 €/kW
per ogni periodo ulteriore	17,25 € ogni 4 ore	86,25 € ogni 4 ore	1,15 €/kW ogni 4 ore	0,862 €/kW ogni 2 ore	0,086 €/kW ogni 4 ore
Tetto al rimborso	n.a.	n.a.	10.000 €	40.000 €	10.000 €

2.17 La regolazione prevede inoltre una reportistica che l'impresa è tenuta ad inviare all'Autorità entro dieci giorni dall'inizio delle interruzioni di impatto rilevante con informazioni su utenti coinvolti, durata interruzioni e indennizzi per interruzioni prolungate. Questa disposizione sulle comunicazioni in caso di interruzioni rilevanti è stata recentemente aggiornata dalla deliberazione 199/2026/R/eel, che ne ha ampliato l'applicazione dal 1° gennaio 2027 (riducendo le soglie di numero clienti interrotti x durata di interruzione che identificano le c.d. interruzioni rilevanti).

2.18 La deliberazione 199/2026/R/eel ha altresì previsto che il rapporto degli output del servizio di distribuzione, che le imprese di distribuzione sono tenute a pubblicare annualmente, contenga *“le misure adottate per la loro gestione [degli episodi di interruzioni rilevanti] e quelle previste per evitare il ripetersi degli stessi”*. Tali interventi regolatori hanno la principale finalità di consentire una maggiore informazione a tutti i soggetti interessati riguardo alle misure che l'impresa distributrice attua in caso di interruzioni di impatto rilevante.

Azioni per l'informazione degli utenti della rete e di altri soggetti interessati

2.19 L'Autorità ha previsto che, a partire dal 1° gennaio 2026, ogni impresa distributrice renda disponibile e aggiorni costantemente sul proprio sito internet (o su un sito internet gestito da altra impresa distributrice o associazione), in posizione di semplice consultazione da parte degli utenti, una pagina web dedicata al monitoraggio dello stato della rete elettrica, al fine di consentire agli interessati di verificare la presenza di interruzioni per guasti o lavori programmati, in cui deve essere riscontrabile nel caso di interruzioni:

- a) una mappa con l'indicazione della località o della via interessata dall'interruzione;

- b) l'indicazione relativa al tipo di interruzione (per guasti o lavori programmati);
 - c) il numero stimato di utenti interessati;
 - d) il tempo previsto di ripristino del servizio, quando è noto.
- 2.20 In tale ambito l'Autorità ha altresì previsto che, a partire dal 1° gennaio 2026, l'impresa distributrice renda disponibili le informazioni di cui al punto precedente anche a seguito di ricerca relativa al codice POD.
- 2.21 Inoltre, l'Autorità ha previsto, sempre a partire dal 1° gennaio 2026, che ogni impresa distributrice renda disponibile un sito internet - o una sua sezione - dedicato alle comunicazioni ai propri utenti accessibile mediante registrazione e autenticazione dell'utente, in grado di fornire a ciascun utente MT o BT:
- a) indicazioni su prossime interruzioni programmate, con stima di inizio e di fine interruzione;
 - b) l'elenco delle interruzioni avvenute nel corso dell'anno precedente, a partire dal 1° luglio dell'anno successivo alle interruzioni;
 - c) il diritto a ricevere indennizzi o rimborsi automatici, con indicazione almeno dell'inizio e della durata delle interruzioni che hanno determinato tale diritto.
- 2.22 Infine, il TIQD ha previsto già dal 2024 l'aggiornamento della disciplina dei piani delle imprese distributrici per la gestione delle emergenze, considerando in particolare gli effetti di calore in tarda primavera e in estate. Tale disciplina è descritta in maggiore dettaglio nel successivo capitolo 9.

Meccanismi regolatori per lo sviluppo delle reti di distribuzione

- 2.23 Le specifiche regolazioni incentivanti lo sviluppo delle reti di distribuzione ("resilienza 2019-2024" e "sviluppo 2024-2028") introdotte dall'Autorità sono finalizzate a incentivare l'impresa ad effettuare gli investimenti che trasferiscono maggiori benefici al sistema.
- 2.24 In tale ambito sono al contempo definiti requisiti in materia di piani di sviluppo delle reti di distribuzione (deliberazione 296/2023/R/eel e seguiti, che sono principalmente riflessi nelle deliberazioni 521/2024/eel recante linee guida per i piani di sviluppo e 112/2025/R/eel per le analisi costi benefici degli interventi di sviluppo). I suddetti requisiti hanno la finalità di dare maggiore trasparenza sugli investimenti e prevedono la definizione dell'analisi dei costi e dei benefici. Gli aspetti principali di tali disposizioni sono descritti nel successivo capitolo 5 mentre gli effetti di tali iniziative sono illustrati nel successivo capitolo 6.

3 Struttura e principali obiettivi del documento

- 3.1 Oltre alla presente parte introduttiva, il documento comprende una Parte II relativa alle azioni relative alle attività di pianificazione e di investimento da parte delle imprese distributrici con orientamenti per l'affinamento di alcune disposizioni attualmente in vigore e una Parte III in cui sono presentati orientamenti per nuove azioni di preparazione alle interruzioni da parte delle imprese distributrici.

- 3.2 L'Autorità ritiene infatti che le iniziative di regolazione in tema di interruzioni di energia elettrica in condizioni di calore debbano perseguire i seguenti obiettivi:
- a) affinare le attività di pianificazione degli investimenti, aumentando al contempo la trasparenza sui piani di sviluppo;
 - b) definire un quadro di requisiti minimi finalizzato a definire e a rendere maggiormente trasparenti le azioni di preparazione a rischi di interruzione che ciascuna impresa di distribuzione adotta.

PARTE II

INTERVENTI REGOLATORI RELATIVI AGLI INVESTIMENTI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI

4 Premessa

- 4.1 Nella presente Parte II vengono illustrate in modo sintetico le caratteristiche dei principali interventi di regolazione riguardanti gli investimenti delle imprese distributrici; in particolare si fa riferimento a:
- a) le disposizioni dell’Autorità per la predisposizione dei piani di sviluppo con cadenza biennale - negli anni dispari – da parte delle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti, oggetto di significativa revisione nel 2023;
 - b) il primo meccanismo di incentivazione degli interventi per incrementare la resilienza del sistema, introdotto nel 2018 e applicato nel periodo 2019-2024;
 - c) il nuovo meccanismo incentivante basato sui benefici attesi degli interventi di sviluppo della rete, introdotto nel 2023 e applicato nel periodo 2024-2027.
- 4.2 Sono poi presentati i principali risultati di tali interventi e i dati relativi agli investimenti previsti dalle imprese distributrici. Infine, tenendo conto di queste informazioni e di punti di attenzione emersi dalle attività di regolazione, vengono presentati gli orientamenti per alcuni affinamenti degli aspetti di regolazione relativi agli investimenti di sviluppo della rete.

5 I principali filoni di interventi regolatori dell’Autorità

- 5.1 Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, come modificato dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, ha previsto che ogni gestore di un sistema di distribuzione di energia elettrica con almeno 100.000 clienti finali elabori un piano di sviluppo della propria rete di competenza, con cadenza biennale e con un orizzonte temporale almeno quinquennale.
- 5.2 Con la deliberazione 296/2023/R/eel l’Autorità ha definito i requisiti in materia di piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell’energia elettrica, prevedendo modalità e tempistiche per l’elaborazione e la consultazione pubblica del piano di sviluppo 2023 (con disposizioni specifiche) e la loro sistematizzazione per i successivi piani di sviluppo delle reti di distribuzione a partire dall’anno 2025.
- 5.3 Nel dettaglio, con la citata deliberazione 296/2023/R/eel, l’Autorità ha definito contenuti, modalità e tempistiche per l’elaborazione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione, oltre alle categorie di beneficio e alle categorie di impatti quantificati per l’elaborazione di eventuali analisi costi benefici per alcuni investimenti di sviluppo, disponendo in particolare che i distributori:
- elenchino gli investimenti programmati, con un orizzonte temporale almeno quinquennale;

- descrivano la metodologia per identificare gli investimenti di sviluppo e la loro granularità, intesa come il livello di “clusterizzazione” degli interventi contenuti nei singoli investimenti descritti nel piano di sviluppo.
- 5.4 In merito alla scelta e possibile prioritizzazione degli interventi di sviluppo da parte dei distributori, in analogia a quanto già implementato per le attività di sviluppo della rete di trasmissione dell’energia e del trasporto del gas, l’Autorità ha previsto l’utilizzo delle analisi costi benefici (ACB) quale elemento a supporto di tali scelte.
- 5.5 Come dettagliato nel prossimo capitolo, lo sviluppo delle reti tiene conto dell’aumento negli ultimi anni dei fenomeni meteorologici e climatici avversi, quali ondate di calore, forti piogge e nevicate, inondazioni, tempeste di vento, ecc., comportando la necessità che le infrastrutture energetiche si adeguino a tali condizioni, sia attraverso azioni preventive che consentano al sistema elettrico di continuare ad operare anche in condizioni meteorologiche fortemente perturbate, sia attraverso azioni di ripristino del servizio volte a minimizzare il tempo di mancata fornitura di energia elettrica.
- 5.6 In attuazione del punto 3, lettera c), della deliberazione 646/2015/R/eel, già dieci anni fa con la determinazione DIUC 6/2016 era stato istituito il Tavolo resilienza, per l’individuazione di interventi mirati a contenere il rischio di disalimentazione a fronte dei principali fattori critici di rischio che possono avere impatto sulla rete di distribuzione.
- 5.7 In esito a tale attività, con la determinazione DIEU 2/2017 sono state approvate le Linee guida per la presentazione dei piani di lavoro per l’incremento della resilienza del sistema elettrico, terminologia che in quella fase riguardava sia le minacce meteorologiche sia le minacce climatiche.
- 5.8 La deliberazione 668/2018/R/eel ha introdotto un meccanismo di premi e penalità applicabile a interventi che incrementano la resilienza delle reti di distribuzione dell’energia elettrica per il periodo 2019-2024, consentendo alle stesse imprese di affinare la metodologia di pianificazione di interventi di sviluppo per fronteggiare le minacce meteorologiche e climatiche più significative.
- 5.9 A decorrere dall’anno 2024, il TIQD ha previsto, al Titolo 10, un meccanismo premiale di incentivazione degli interventi di sviluppo delle reti di distribuzione di energia elettrica per le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali collegato ai risultati dell’ACB.
- 5.10 A tal fine, con la deliberazione 112/2025/R/eel, l’Autorità ha fornito elementi per l’applicazione di meccanismi di incentivazione selettiva degli investimenti e ha reso trasparenti le informazioni alla base delle analisi tecnico-economiche dei benefici degli interventi di sviluppo per cui si applica l’ACB.
- 5.11 Nell’Allegato alla deliberazione 112/2025/R/eel, sono state differenziate le circostanze di guasto “multiplo” in condizioni di ondata di calore per specifici mesi dell’anno, rispetto alle circostanze di guasto conseguenti ad eventi estremi quali neve/ghiaccio, allagamenti, frane e altri fenomeni legati al dissesto

idrogeologico, tempeste di vento, cadute piante fuori fascia, per tutti i mesi dell'anno.

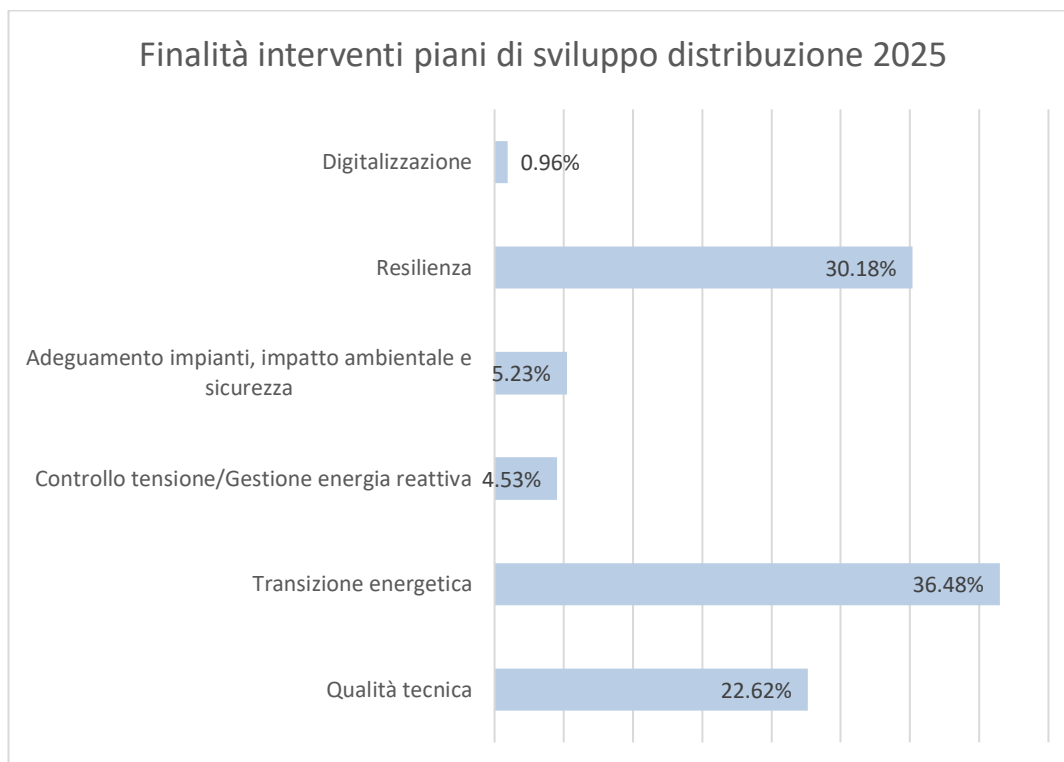
- 5.12 Questa distinzione tra il fenomeno, ormai ordinario e in buona misura prevedibile in termini di temperature attese e di siccità attesa, delle ondate di calore e gli eventi meteorologici estremi e sporadici in zone circoscritte, di cui è molto più difficile stimare l'accadimento *ex ante*, è un elemento importante, sia per le scelte di pianificazione degli interventi di sviluppo, sia per le azioni di esercizio della rete.

6 Principali risultati dei meccanismi regolatori dello sviluppo della rete

Piani di sviluppo 2025-2029 delle reti di distribuzione di energia elettrica

- 6.1 Le 11 imprese di distribuzione di energia elettrica con almeno 100.000 clienti finali hanno pubblicato il proprio piano di sviluppo per il quinquennio 2025-2029, nella versione post-consultazione, a giugno 2025.
- 6.2 I piani di sviluppo sono disponibili sui siti internet di ciascuna impresa distributrice. È inoltre disponibile una pagina sul sito internet dell'Autorità³ da cui sono raggiungibili i singoli siti.
- 6.3 In accordo con quanto previsto nei documenti da utilizzare come linee guida per i piani di sviluppo 2025, di cui alla deliberazione 521/2024/R/eel, l'individuazione degli interventi di sviluppo avviene considerando i seguenti driver:
- transizione energetica, declinato in *hosting capacity* (per integrazione di nuova generazione) e *loadability* (capacità di gestire gli incrementi attesi del carico);
 - resilienza;
 - controllo tensione/gestione energia reattiva;
 - qualità tecnica;
 - digitalizzazione, sistemi di telecomunicazione e innovazione tecnologica;
 - adeguamento impianti, impatto ambientale e sicurezza.
- 6.4 Gli interventi riportati nei piani di sviluppo di distribuzione 2025 hanno come principale finalità la transizione energetica, seguita poi dalla resilienza e dalla qualità tecnica:

³ <https://www.arera.it/operatore-elettricita/sviluppo-reti-di-distribuzione-elettrica>



6.5 A livello di singola impresa, tali proporzioni variano come dettagliato nella seguente tabella.

Impresa distributrice	Qualità tecnica	Transizione energetica	Controllo tensione/Gestione energia reattiva	Adeguamento impianti, impatto ambientale e sicurezza	Resilienza	Digitalizzazione
AcegasApsAmga	28,13%	53,13%	9,38%	0,00%	3,13%	6,25%
Areti	43,10%	39,66%	1,72%	0,00%	13,79%	1,72%
Deval	43,33%	43,33%	0,00%	6,67%	0,00%	6,67%
Duereti	19,61%	64,71%	0,00%	3,92%	9,80%	1,96%
e-distribuzione	19,60%	35,22%	4,43%	4,18%	36,50%	0,07%
Edyna	46,12%	8,43%	5,62%	10,37%	23,64%	5,81%
Inrete	18,42%	52,63%	0,00%	0,00%	28,95%	0,00%
Ireti	45,40%	33,33%	6,90%	0,00%	10,92%	3,45%
SET Distribuzione	26,43%	35,12%	21,11%	3,96%	13,38%	0,00%
Unareti	12,24%	47,96%	1,02%	26,53%	7,14%	5,10%
V-reti	7,25%	43,48%	0,00%	15,94%	31,16%	2,17%
Totale	22,62%	36,48%	4,53%	5,23%	30,18%	0,96%

6.6 Escludendo gli interventi annullati o cancellati dalle imprese, i piani di sviluppo riportano 2.158 interventi, tra cui 107 interventi completati (al 31 dicembre 2024,

riportati ai fini di monitoraggio dell'avanzamento). I restanti 2.051 interventi presentano un costo di investimento totale atteso non attualizzato pari a circa 23 miliardi di euro, di cui circa 5 miliardi di euro consuntivati al 31/12/2024 e oltre 18 miliardi di euro previsti nell'arco di piano 2025-2029:

Impresa distributrice	N. interventi	Costo di investimento totale atteso [M€]	Costo di investimento consuntivato al 31/12/2024 [M€]	Costo di investimento atteso 2025-2029 [M€]
AcegasApsAmga	32	49,8	4,1	45,8
Areti	116	1.208,0	26,4	1.181,6
Deval	30	59,4	16,0	43,4
Duereti	51	453,7	0,0	453,7
e-distribuzione	1.468	18.781,1	4.124,3	14.656,7
Edyna	97	346,9	175,6	171,2
Inrete	38	79,2	12,9	66,3
Ireti	29	331,3	37,2	294,1
SET Distribuzione	69	182,0	27,0	155,0
Unareti	98	1.239,6	413,6	826,0
V-Reti	23	134,0	21,4	112,6
Totale complessivo	2.051	22.864,9	4.858,6	18.006,3

6.7 Nella tabella che segue è riportata la suddivisione degli interventi di sviluppo di cui al punto precedente con granularità regionale.

Regione	N. interventi	Costo di investimento totale atteso [M€]	Costo di investimento consuntivato al 31/12/2024 [M€]	Costo di investimento atteso 2025-2029 [M€]
Abruzzo	45	517,9	117,6	400,2
Basilicata	30	293,4	68,8	224,6
Calabria	86	1.086,3	230,3	856,0
Campania	153	1.849,1	355,5	1.493,6
Emilia-Romagna	146	1.197,7	261,7	936,0
Friuli-Venezia Giulia	70	279,6	67,3	212,3
Lazio	182	2.045,0	183,9	1.861,1
Liguria	39	368,3	94,1	274,2
Lombardia	253	3.268,6	837,6	2.431,0
Marche	52	449,0	111,1	338,0
Molise	23	128,9	30,5	98,4
Piemonte	102	1.320,2	319,1	1.001,1
Puglia	159	2.235,9	411,8	1.824,1
Sardegna	84	739,6	174,4	565,2
Sicilia	184	2.516,8	418,9	2.097,9
Toscana	100	1.116,1	264,2	851,8
Trentino-Alto Adige	166	528,9	202,7	326,2
Umbria	24	271,4	68,8	202,6
Valle d'Aosta	30	59,4	16,0	43,4
Veneto	122	1.507,5	386,0	1.121,5
<i>non specificato</i>	<i>1</i>	<i>1.085,3</i>	<i>238,3</i>	<i>847,1</i>
Totale	2.051	22.864,9	4.858,6	18.006,3

- 6.8 L'intervento non specificato è un intervento di e-distribuzione relativo a progetti di digitalizzazione e sistemi centrali di telecontrollo su tutto il territorio nazionale.

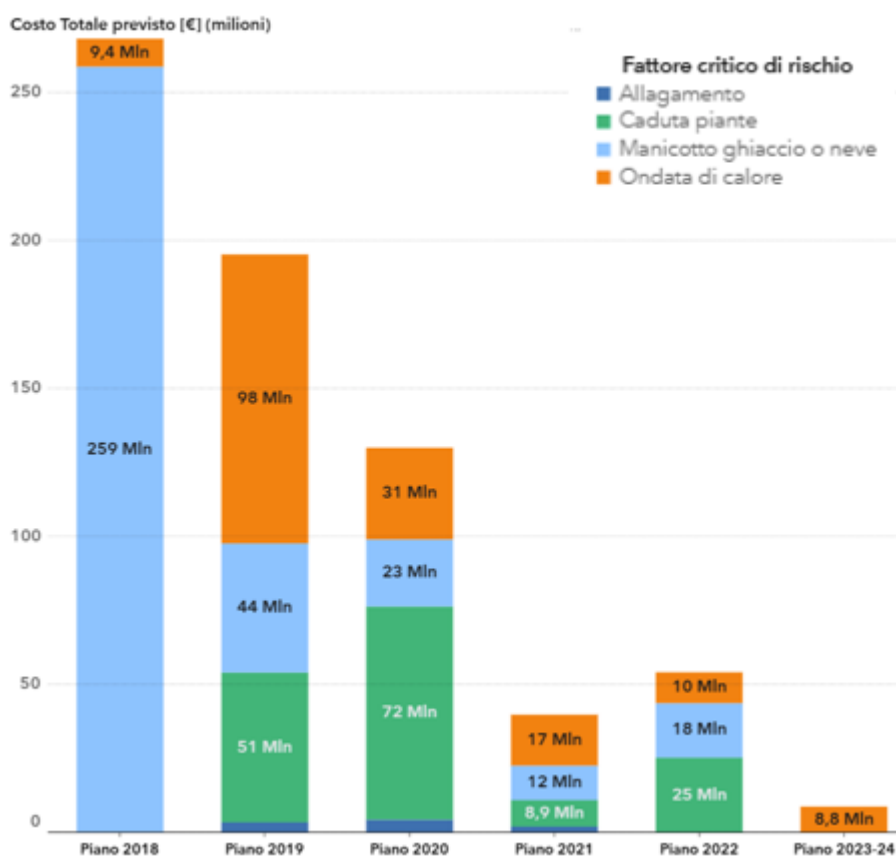
Investimenti per l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica (periodo 2019-2024)

- 6.9 Il meccanismo incentivante “resilienza” di cui alla deliberazione 668/2018/R/eel è stato definito dall'Autorità anche a seguito di episodi di disalimentazione estesi occorsi nel periodo 2015-2017 per fenomeni poco frequenti (principalmente per formazione di ghiaccio-neve).
- 6.10 In questo modo, l'Autorità ha inteso definire specifici interventi regolatori finalizzati a focalizzarsi su alcune specifiche minacce, mantenendo al contempo la regolazione incentivante della continuità per le altre casistiche. Il rationale era l'opportunità di accompagnare la regolazione generale della continuità (e i meccanismi ad esso complementari) con logiche di incentivazione a interventi di

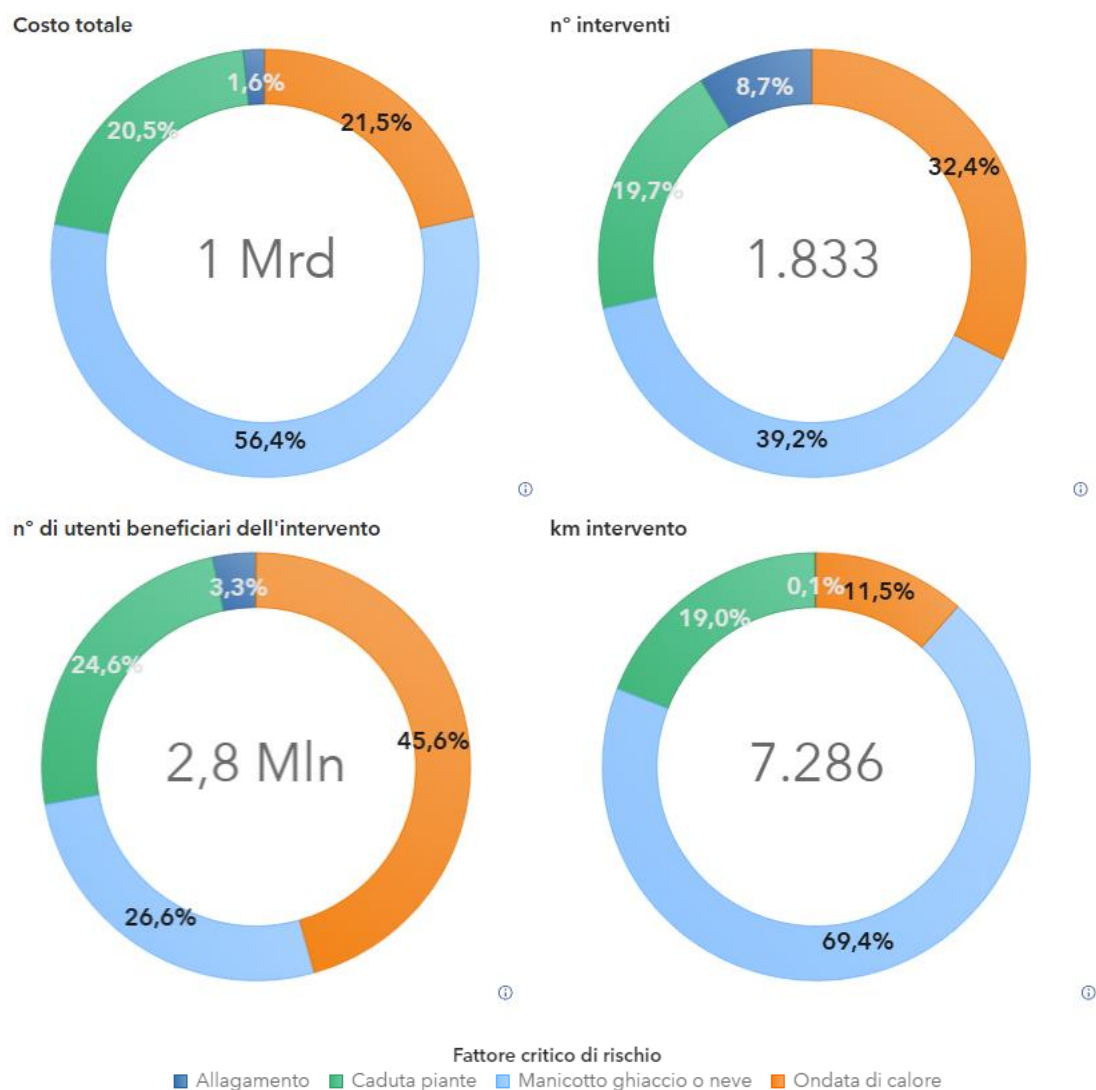
sviluppo rete per la mitigazione di criticità a bassa frequenza di accadimento e a impatto relativamente elevato.

- 6.11 Il meccanismo incentivante ha previsto, nei suoi aspetti essenziali:
- a) un premio proporzionale alla differenza, se positiva, tra i benefici (B) e i costi (C), pari a $(B-C) \cdot 0,2$, se l'intervento è concluso nel semestre previsto di fine intervento; i benefici stimati sono aggiornati a consuntivo, in caso di significativa variazione del numero degli utenti interessati, e i costi sono sempre aggiornati a consuntivo;
 - b) il dimezzamento del premio in caso di ritardo di un semestre, l'annullamento del premio e una penale pari a 10% dei costi effettivi in caso di ritardo di due semestri, una penale pari a 25% dei costi effettivi in caso di ritardo di tre semestri.
- 6.12 Il primo piano resilienza (predisposto da un primo sottoinsieme di imprese distributrici nel 2018) ha riguardato principalmente interventi per manicotto di ghiaccio o neve (con interventi che hanno riguardato essenzialmente la sostituzione di linee aeree in conduttore nudo in cavo aereo).
- 6.13 Dal piano resilienza 2019 gli interventi hanno riguardato principalmente ondate di calore (con interventi che hanno riguardato l'incremento della magliatura di rete anche con congiungenti tra dorsali MT, la ricostruzione ed il potenziamento delle linee in cavo interrato e il rifacimento di giunti critici) e caduta piante (con interventi che hanno riguardato primariamente la sostituzione di linee aeree in conduttore nudo in cavo aereo e secondariamente in cavo interrato).
- 6.14 Nella successiva figura è mostrato, per anno di predisposizione di piano⁴ e per fattore critico di rischio (inteso come: gli allagamenti dovuti a piogge particolarmente intense, la caduta di alberi di alto fusto su linee aeree, al di fuori della fascia di rispetto, le precipitazioni nevose di particolare intensità in grado di provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve c.d. wet snow, le ondate di calore e prolungati periodi di siccità), il costo atteso a piano per la realizzazione degli interventi, che in totale è stato pari a circa 700 milioni di euro.

⁴ All'inizio i piani resilienza hanno avuto frequenza annuale, mentre dall'edizione 2023 si è passati alla frequenza biennale introdotta per i piani di sviluppo con l'aggiornamento del decreto legislativo 28/2011.

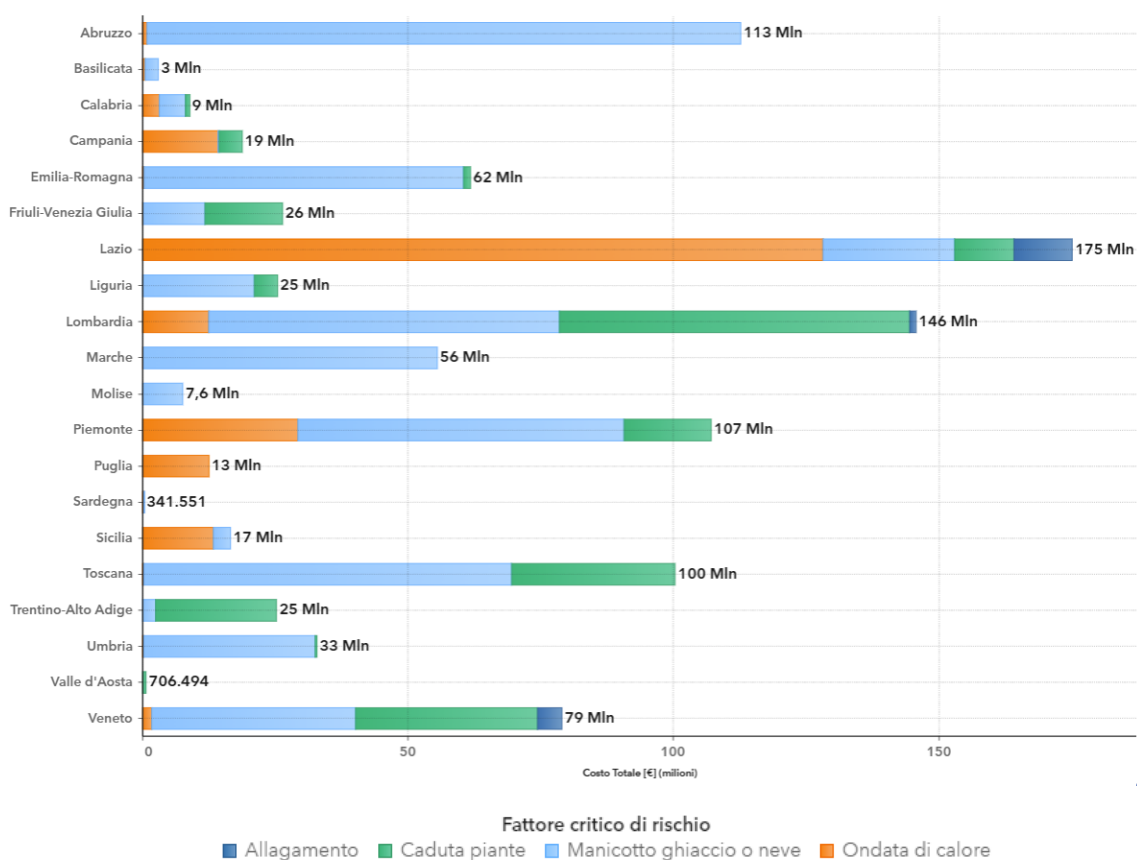


6.15 Nelle successive figure sono presentati gli interventi in resilienza per il periodo 2019-2025; le informazioni su costi, numero di utenti interessati e lunghezze degli interventi si intendono a consuntivo (al 31 dicembre 2025) per gli interventi completati e previsti in sede di ammissione per gli interventi da completare.

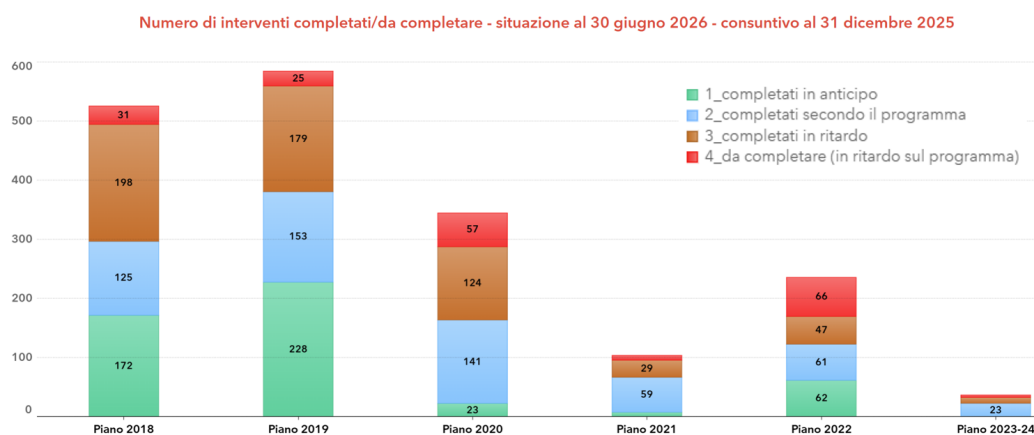


- 6.16 Le regioni maggiormente interessate dagli interventi, intese come quelle con oltre 50 milioni di euro di investimenti, sono il Lazio, la Lombardia, l'Abruzzo, il Piemonte, la Toscana, il Veneto, l'Emilia-Romagna e le Marche; le regioni con il livello di investimenti più contenuto, ossia quelle con meno di 3 milioni di euro di investimenti, sono la Basilicata, la Valle d'Aosta e la Sardegna.
- 6.17 Nella figura successiva sono indicati per regione e per fattore critico di rischio i totali corrispondenti agli investimenti consuntivati al 31 dicembre 2025 e agli investimenti attesi per gli interventi da completare⁵.

⁵ Tutti gli interventi ammessi al meccanismo incentivante per le regioni Basilicata, Calabria, Molise, Sardegna e Valle d'Aosta sono stati completati.

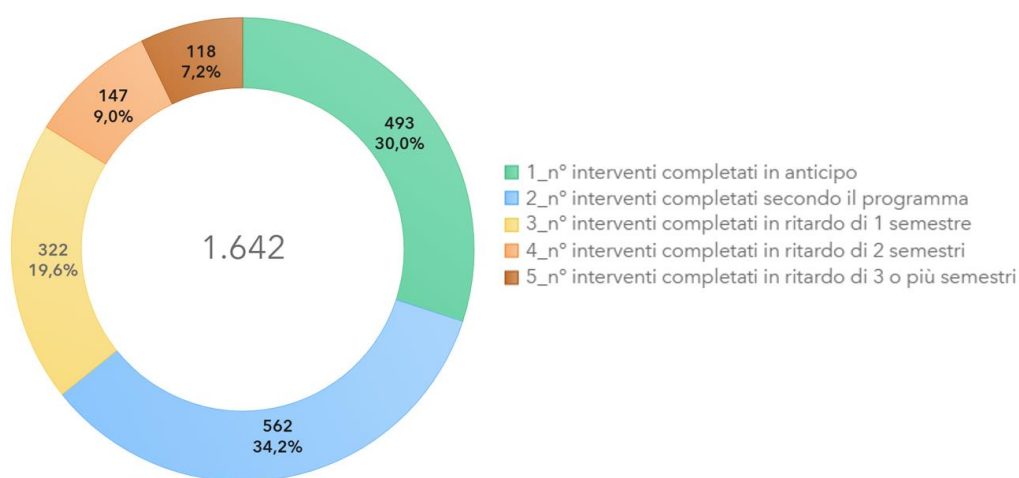


6.18 Al 31 dicembre 2025 sono stati completati 1.642 interventi sul totale dei 1.833 previsti per un costo complessivo pari a circa 922 milioni di euro; restano da completare 191 interventi per un totale di costi attesi pari a 94 milioni di euro. Nella figura successiva sono indicati, in relazione all'anno di presentazione del piano resilienza, il numero di interventi completati in anticipo, secondo il programma, in ritardo e ancora da completare.



6.19 In relazione ai 1.642 interventi completati fino al 31 dicembre 2025:

- a) 493 sono stati completati in anticipo sul programma;
- b) 562 sono stati completati secondo il programma;
- c) 322 sono stati completati con un ritardo di un semestre sul programma;
- d) 147 sono stati completati con un ritardo di due semestri sul programma;
- e) 118 sono stati completati con un ritardo di tre o più semestri sul programma.



Meccanismo premiale di incentivazione dello sviluppo di cui al Titolo 10 del TIQD (con due fasi di istanza, periodo 2024-2027)

6.20 Nella fase di prima applicazione del meccanismo premiale del TIQD, con istanza nel 2024 e relativa a interventi con data prevista o effettiva di inizio a partire dal 1° gennaio 2024 e data di completamento atteso entro il 31 dicembre 2027, 6 imprese hanno presentato istanza di ammissione e 4 di esse sono state ammesse integralmente o parzialmente, per un numero complessivo di 39 interventi e un costo di investimento complessivo non attualizzato di oltre 208 milioni di euro, di cui oltre il 90% relativo a e-distribuzione:

Impresa distributrice	n° interventi	%	CAPEX non att. [M€]	%
Areti	14	35,90%	12,34	5,91%
e-distribuzione	14	35,90%	187,85	90,05%
SET Distribuzione	4	10,26%	3,14	1,51%
Unareti	7	17,95%	5,27	2,53%
Totale	39	100,00%	208,60	100,00%

- 6.21 Gli interventi previsti riguardano la sostituzione/installazione di 10 trasformatori AT/MT, la predisposizione di 7 nuovi centri satellite e di 10 nuove cabine MT/BT, oltre 762 km di rete MT da potenziare (per oltre il 97% ad opera di e-distribuzione) e quasi 130 km di nuova rete MT (per oltre il 77% ad opera di e-distribuzione).
- 6.22 Le principali finalità di tali interventi sono la riduzione delle interruzioni per calore e la resilienza a eventi estremi, per oltre il 60%, e la qualità del servizio, per oltre il 15%.
- 6.23 Per la seconda applicazione del meccanismo premiale, con istanza nel 2025 e relativa a interventi di sviluppo con avvio realizzazione a partire dal 1° gennaio 2025 e data di completamento atteso entro il 31 dicembre 2027, è pervenuta istanza di ammissione da parte di 10 imprese: a valle dei controlli effettuati dall'Autorità sono state ammesse integralmente o parzialmente 9 istanze per un numero complessivo di 454 interventi, di cui oltre l'80% relativi a e-distribuzione, con un costo di investimento complessivo non attualizzato di quasi 2,6 miliardi di euro, di cui l'89% relativi a e-distribuzione.
- 6.24 Nella tabella che segue è riportata la situazione complessiva relativa alle 9 istanze ammesse:

Impresa distributrice	n° interventi	%	CAPEX non attualizzato [M€]	%
Areti	16	3,52%	86,30	3,33%
Deval	1	0,22%	0,60	0,02%
Duereti	24	5,29%	58,52	2,26%
e-distribuzione	364	80,18%	2.310,93	89,08%
Inrete	13	2,86%	8,29	0,32%
Ireti	1	0,22%	0,35	0,01%
SET Distribuzione	10	2,20%	29,25	1,13%
Unareti	24	5,29%	98,60	3,80%
V-Reti	1	0,22%	1,52	0,06%
Totale	454	100,00%	2.594,35	100,00%

- 6.25 Per quanto riguarda gli asset oggetto di intervento, sono previsti:
- la realizzazione di 5 nuove cabine primarie;
 - la sostituzione/installazione di 35 trasformatori AT/MT, in particolare 15 di Duereti e 9 di Unareti;
 - la realizzazione di 13 nuovi centri satellite;
 - la realizzazione di 95 nuove cabine MT/BT, di cui 53 di Unareti;
 - la sostituzione/installazione di 84 trasformatori MT/BT, in particolare 50 di SET Distribuzione.
- 6.26 Oltre a quanto sopra, sono previsti altresì il potenziamento e la posa di nuova rete MT, in gran parte dovuti a e-distribuzione:

Impresa distributrice	Rete MT da potenziare [km]	%	Nuova rete MT [km]	%
Areti	71,65	0,60%	169,70	9,95%
Deval	0,00	0,00%	0,00	0,00%
Duereti	30,67	0,25%	9,84	0,58%
e-distribuzione	11.866,65	98,63%	1.378,18	80,81%
Inrete	21,35	0,18%	7,90	0,46%
Ireti	1,00	0,01%	1,50	0,09%
SET Distribuzione	16,92	0,14%	101,28	5,94%
Unareti	23,40	0,19%	37,00	2,17%
V-Reti	0,00	0,00%	0,00	0,00%
Totale	12.031,65	100,00%	1.705,39	100,00%

- 6.27 Riguardo alle finalità, gli interventi ammessi al meccanismo premiale sono volti in gran parte alla riduzione delle interruzioni per calore e alla resilienza (oltre l'84%), dopodiché la finalità maggiore è la *loadability* (oltre l'11%).

Alcune considerazioni conclusive

- 6.28 Le informazioni presentate in questo capitolo indicano la presenza di un rilevante peso degli investimenti effettuati fino al 2024 e pianificati nel periodo 2025-2029. Di questi poco meno del 50% sono classificati come interventi finalizzati alla resilienza (che attualmente comprende anche le ondate di calore) e alla qualità tecnica.
- 6.29 A fronte del suddetto rilevante incremento degli investimenti, i meccanismi di incentivazione hanno stimolato, in linea con la finalità dei medesimi, a pianificare investimenti crescenti sulle attività oggetto di incentivazione. Inoltre, la presenza di strumenti di incentivazione a un ampio spettro di attività sembra aver consentito (come dimostrano le scelte di alcune imprese distributrici) di dare priorità ai driver di investimento localmente più rilevanti, riducendo eventuali effetti di *bias* regolatorio che potevano essere presenti nel meccanismo per l'incremento della resilienza 2019-2024, che era limitato a specifiche minacce.
- 6.30 È bene, tuttavia, ricordare come l'analisi degli effetti di tali meccanismi sulle interruzioni non è immediata. Gli indicatori della durata e del numero delle interruzioni⁶ presentano attualmente un andamento volatile ma tendenzialmente crescente nel tempo che potrebbe dipendere da un lato dal fatto che non tutti gli investimenti sono stati ancora realizzati ma anche dalla volatilità che è collegata alle occorrenze di “eventi estremi”.

⁶ presentati sistematicamente nelle relazioni annuali dell'Autorità (sia con sia senza i cosiddetti eventi eccezionali).

S 1.Osservazioni sui principali effetti delle attività di regolazione descritti in questo capitolo e su eventuali ulteriori interventi di regolazione

7 Aggiornamenti di alcuni requisiti per il piano di sviluppo

- 7.1 Vista l'estensione e la rilevanza attesa del fenomeno "calore", oltre alla necessità di tenere conto della sempre maggior sensibilità degli utenti alle disalimentazioni di lunga durata che possono seguire i guasti multipli, l'Autorità ritiene opportuno che venga data ancora maggiore rilevanza e trasparenza agli investimenti che le imprese hanno previsto e alle aree territoriali dove l'intervento ricade.
- 7.2 Anche ai fini della definizione della metodologia per identificare gli investimenti di sviluppo e la loro granularità, le imprese distributrici hanno sviluppato documenti comuni con le modalità per l'elaborazione dei piani di sviluppo, che sono stati approvati con la deliberazione 521/2024/R/eel.
- 7.3 Il documento "*Linee guida dei Piani di Sviluppo 2025*" allegato alla deliberazione 521/2024/R/eel, al punto 1.7.3, prevede:
- a) per interventi "in alta tensione" (es. cabine primarie AT/MT), la rappresentazione del singolo progetto;
 - b) con riferimento ai progetti in media e bassa tensione, ferma restando la possibilità dell'impresa distributtrice di rappresentare interventi anche con una granularità maggiore, un singolo intervento per "area", dove il termine "area" è correlato alla dimensione del distributore e varia dal singolo comune alla regione.
- 7.4 In dettaglio, per imprese distributrici operanti su una o più regioni:
- a) la massima estensione geografica dell'aggregato è la singola regione;
 - b) per le regioni più grandi: la massima estensione geografica dell'aggregato corrisponde ad aggregati di province.
- 7.5 Per progetti specifici, a seconda del livello di dettaglio con i quali sono predisposti, il livello di aggregazione può avere una maggiore granularità, corrispondente ad esempio ad aggregati di province o singole province.
- 7.6 Per le imprese distributrici operanti su una o più province, l'aggregazione massima corrisponde alle aree operative territoriali dell'impresa o a gruppi di comuni all'interno della medesima provincia.
- 7.7 Per le imprese distributrici operanti in singoli comuni, l'aggregazione massima corrisponde al comune.
- 7.8 Dall'analisi dei primi piani di sviluppo e dalle interlocuzioni tecniche con le imprese distributrici emerge un ulteriore aspetto. Per lo sviluppo della rete, in particolare nelle zone ad elevata urbanizzazione, si evidenzia una significativa difficoltà all'individuazione di aree per la realizzazione di nuove cabine primarie (così come ai relativi processi autorizzativi, su cui si tornerà nel seguito del documento), così come per l'estensione delle cabine primarie esistenti.

- 7.9 Conseguenza di tale situazione è che, in particolare in alcune aree, risultano completamente sfruttati gli stalli MT (ossia, le partenze linea MT) di cabina primaria.

Orientamenti dell'Autorità

- 7.10 A partire dal piano 2027, l'Autorità intende definire specifici interventi finalizzati ad aumentare la trasparenza ed il grado di dettaglio dei piani di sviluppo con riferimento agli interventi di sviluppo comunicati. In tale ambito, si intende prevedere che sia presente una specifica sezione dei piani di sviluppo dedicata ad affrontare le criticità conseguenti alle ondate di calore, essendo tali condizioni ambientali non più eccezionali. Nel dettaglio le imprese distributrici saranno tenute ad individuare le porzioni di rete sensibili a tali condizioni ambientali unitamente alla metodologia allo scopo utilizzata, la tipologia e numerosità di utenti potenzialmente coinvolti e il dettaglio degli interventi necessari.
- 7.11 Una separata sezione dei piani di sviluppo sarebbe invece dedicata agli interventi volti ad affrontare gli altri fattori di rischio meteorologico.
- 7.12 L'Autorità intende inoltre evolvere le finalità per l'individuazione degli interventi di sviluppo: in linea con quanto già sopra richiamato si ritiene opportuno che la finalità "resilienza" sia riferita esclusivamente agli eventi meteorologici estremi e che le condizioni di calore vengano ricomprese nella finalità "qualità tecnica".
- 7.13 Inoltre, verrebbe identificata la finalità (esclusiva o principale) dell'intervento oppure indicate, in linea con l'esperienza delle istanze di cui al Titolo 10 del TIQD, percentuali di rilevanza quando le finalità sono molteplici.
- 7.14 Come ulteriore aspetto, l'Autorità intende fare in modo che gli utenti delle reti, le istituzioni e gli altri soggetti interessati allo sviluppo della rete possano avere contezza degli interventi previsti da ciascuna impresa distributtrice, delle aree territoriali direttamente interessate dall'intervento e degli elementi di rete previsti.
- 7.15 A tale fine, come elemento di partenza, l'Autorità intende confermare le linee guida adottate con la deliberazione 521/2024/R/eel con alcuni affinamenti, presentati nel seguito.
- 7.16 In particolare, l'Autorità intende prevedere un maggior dettaglio territoriale nella descrizione degli interventi di sviluppo su reti MT, almeno comunale nel caso di imprese distributtrici operanti in più comuni, e per porzioni cittadine per le città con oltre 250.000 abitanti.
- 7.17 Si ritiene inoltre opportuno che siano rappresentati con maggior dettaglio tramite informazioni quantitative i singoli componenti oggetto di intervento di sviluppo, in analogia a quanto avviene per le istanze di ammissione di interventi di sviluppo delle reti di distribuzione al meccanismo incentivante di cui al Titolo 10 del TIQD, quali le nuove cabine primarie AT/MT, i trasformatori AT/MT sostituiti o installati, le nuove cabine MT/BT, i trasformatori MT/BT sostituiti o installati, i km di nuova rete MT e di rete MT potenziata.

- 7.18 Per quanto riguarda le cabine primarie e la disponibilità dei relativi stalli (sia a fini di sviluppo rete sia eventualmente a fini di connessioni individuali), l’Autorità intende prevedere che ciascuna impresa distributrice indichi nel proprio piano di sviluppo l’elenco delle cabine (esistenti e previste in orizzonte biennale) specificando se le esigenze di pianificazione rete e gli scenari di sviluppo di carico e generazione consentano di avere ancora disponibili stalli MT a fronte di richieste di connessione.
- 7.19 Tale orientamento avrebbe la duplice utilità di fornire un’informazione ai potenziali utenti della rete e di costituire un’indicazione dell’opportunità di realizzare una o più nuove cabine primarie in prossimità di cabine primarie completamente utilizzate.
- 7.20 Nei casi in cui siano ancora disponibili pochi stalli di cabina primaria si ritiene infatti che sia necessario assicurare la dovuta priorità alle esigenze di sviluppo della rete di distribuzione (per la generalità degli utenti MT e BT), che potrebbero consentire – ad esempio – di rendere disponibili nuove controalimentanti MT per la mitigazione degli episodi interruttivi oppure consentire una migliore distribuzione del carico sulle linee MT.
- 7.21 Specularmente, nelle aree in cui è maggiore l’esigenza di sviluppo della rete, dovrebbero avere minore priorità le richieste di connessione di impianti della taglia di alcuni MW, che tipicamente sono collegati con linee dedicate MT che, pertanto, impegnano uno stallo MT in cabina primaria. Tale circostanza diventa ancora più rilevante quando le richieste di connessione hanno bassa probabilità di materializzazione, un fenomeno che è crescente sia in Italia (al momento, principalmente sulle reti di trasmissione, ma con segnali anche sulla rete di distribuzione), sia nel resto dell’Europa.
- 7.22 Infine, l’Autorità intende prevedere che il piano di sviluppo della maggiore impresa distributrice abbia una struttura regionale. Tale approccio permetterebbe di identificare più rapidamente gli interventi di interesse per specifici territori.

S 2.Osservazioni sull’inclusione nel piano di sviluppo di due nuove sezioni relative a interventi per “effetto calore” e per “resilienza a eventi meteorologici estremi”

S 3.Osservazioni sulla proposta di aggiornamento delle finalità degli interventi “resilienza” e “qualità tecnica”

S 4.Osservazioni sulle proposte di maggiore granularità e descrizione delle consistenze degli interventi di sviluppo

S 5.Osservazioni sulla proposta di esplicitare nel piano di sviluppo la eventuale disponibilità di stalli MT di cabina primaria

S 6.Osservazioni sulle proposte di una struttura regionale per il piano di sviluppo della maggiore impresa distributrice

PARTE III

AZIONI DI ESERCIZIO DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI

8 Premessa

- 8.1 In questa parte del documento, sono presentati:
- a) le attuali disposizioni in materia di “piano di emergenza” e gli orientamenti per l’affinamento e la focalizzazione di queste disposizioni in relazione alle procedure operative per la gestione delle interruzioni estese;
 - b) gli orientamenti per l’introduzione di un documento in cui ciascuna impresa distributtrice presenti le proprie attività di preparazione alle possibili interruzioni in condizione di calore elevato;
 - c) il trattamento delle interruzioni in condizioni di ondata di calore ai fini dalla regolazione incentivante della continuità.

9 Aggiornamento delle disposizioni in materia di “piani di emergenza”

- 9.1 A partire dal 2024, con il nuovo articolo 6 del TIQD, l’Autorità ha significativamente aggiornato le previgenti disposizioni di predisposizione di un “piano di emergenza”, ossia di un documento redatto da ciascuna impresa di distribuzione che contiene le procedure operative di gestione degli stati di allerta e delle condizioni di interruzioni estese sulla rete.
- 9.2 Le nuove disposizioni hanno il fine di:
- a) individuare le cause dell’emergenza ed eliminarle il più rapidamente possibile;
 - b) minimizzare gli effetti ed i rischi derivanti dall’emergenza;
 - c) pianificare le operazioni di ripristino della fornitura stessa nel più breve tempo possibile;
 - d) assicurare lo scambio di informazioni con altre organizzazioni/autorità coinvolte con l’emergenza.
- 9.3 Il piano di emergenza deve identificare chiaramente le condizioni che determinano:
- a) lo stato di allerta, precedente i possibili eventi di emergenza;
 - b) lo stato di allarme, associato al verificarsi di un dato numero di eventi di guasto singolo (anche non permanente) o di doppi guasti su rete in media tensione o di uno specifico numero di utenti interessati da interruzione (eventualmente già terminata);

- c) lo stato di emergenza, associato a eventi di guasto permanente o di utenti effettivamente disalimentati o al numero di utenti in condizioni di esercizio provvisorio (ad es. con alimentazione tramite gruppo elettrogeno).
- 9.4 Il piano di emergenza tiene opportunamente conto sia di eventi atmosferici estremi (ad esempio venti estremi o situazioni meteorologiche che comportano la formazione di manicotti di ghiaccio/neve o rischi idrogeologici) e delle possibili conseguenze in termini di mobilità di mezzi e di persone, sia dei fenomeni di ondate di calore nei mesi primaverili ed estivi.
- 9.5 L'impresa distributrice deve periodicamente, almeno ogni tre anni, verificare il piano di emergenza, per accertare l'effettiva possibilità di applicazione e analizzare l'efficacia delle soglie definite per gli stati di allerta, allarme e emergenza. A valle della verifica, l'impresa distributrice aggiorna il piano di emergenza, tenendo documentazione degli aggiornamenti, oppure redige un documento di spiegazione dell'inopportunità di modifiche.

Orientamenti dell'Autorità

- 9.6 L'Autorità è orientata ad aggiornare le disposizioni dell'articolo 6 del TIQD chiarendo, come primo aspetto, il contenuto del documento. Si sostituirebbe l'attuale termine "piano di emergenza", che risulta generico e può originare fraintendimenti⁷ e non corrisponde pienamente alla natura dei documenti attualmente predisposti dalle imprese che spesso contengono informazioni di maggior dettaglio. Il documento verrebbe ridenominato "procedure operative per la gestione delle interruzioni estese".
- 9.7 Verrebbero inoltre previste ulteriori disposizioni (in larga misura già implementate da parte delle imprese distributrici grazie alle attività avviate circa vent'anni fa a seguito della Guida CEI 0-17) nell'ambito del TIQD. In particolare, si intende inoltre prevedere che le procedure operative per la gestione delle interruzioni estese:
- a) siano integrate con specifiche procedure relative alla gestione di situazioni particolari, fra cui almeno la circostanza di calore elevato;
 - b) prevedano l'identificazione di una postazione di assistenza operativa di esercizio (PAOE), funzionale al coordinamento quando è attivato lo stato di emergenza;
 - c) prevedano l'individuazione di una struttura o persona con la responsabilità dei contatti con le autorità pubbliche nonché con gli operatori di telecomunicazione;
 - d) prevedano l'individuazione di una struttura o persona con la responsabilità dei contatti con i mezzi di comunicazione e stampa per informare sull'emergenza;

⁷ In particolare, rispetto al Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE) che coinvolge le imprese distributrici (oltreché potenzialmente gli utenti a esse connessi) e ha finalità associate a rischi di adeguatezza del sistema quasi in real-time.

- e) consentano l'attivazione di uno degli stati di allerta, allarme o emergenza anche prima del raggiungimento delle soglie definite per ciascuno di essi o all'occorrere di circostanze in precedenza non previste.
- 9.8 Nell'ambito della verifica periodica (articolo 6, comma 7, del TIQD) o del documento di spiegazione dell'inopportunità di modifiche si intende prevedere che sia sempre disponibile l'analisi del numero di attivazione delle soglie di allerta, di allarme e di emergenza, con le valutazioni dell'impresa sull'opportunità (oppure inopportunità) di modificare tali soglie per occorrenza troppo frequente o troppo sporadica.
- 9.9 Inoltre, verrebbero previsti i seguenti strumenti (diversi dal centralino di pronto intervento per le interruzioni):
- a) un centralino o un recapito telefonico destinato alle pubbliche autorità coinvolte nell'emergenza (quali ad es. prefetture, vigili del fuoco, protezione civile), il cui numero telefonico non è destinato alla diffusione al pubblico;
 - b) una struttura o un referente per i mezzi di comunicazione e stampa o azioni equivalenti in modalità *web-based* per assicurare il diritto all'informazione sulle interruzioni e sulle attività di ripristino in corso.
- 9.10 Sarebbe infine previsto nel TIQD l'obbligo di redazione da parte dell'impresa distributrice di un rapporto (per uso interno all'impresa stessa) a valle dell'emergenza con:
- a) la descrizione sintetica dell'emergenza (dal momento di avvio al momento di chiusura);
 - b) la descrizione delle cause accertate dell'emergenza;
 - c) la consistenza del personale e altre risorse operative coinvolte nella gestione dell'emergenza,
 - d) il numero di clienti impattati;
 - e) il numero di clienti interessati da interruzioni prolungate;
 - f) una sintesi delle interlocuzioni con pubbliche autorità, media, utenti e rappresentanti di categorie di utenti impattati.
- 9.11 Il rapporto a valle dell'emergenza dovrebbe inoltre contenere un'analisi delle criticità inizialmente non previste e proposte di azioni dell'impresa distributrice (anche in interazione con pubbliche autorità o altri soggetti) per evitare o mitigare i futuri stati di emergenza per effetto di cause analoghe a quelle accertate.
- 9.12 Il rapporto di emergenza dovrebbe essere finalizzato entro 30 giorni lavorativi dalla data di chiusura dell'emergenza.
- 9.13 Gli obblighi di definizione delle procedure operative per la gestione delle interruzioni estese e di preparazione di rapporti a valle delle emergenze, come già oggi, sarebbero in capo a tutte le imprese distributrici di energia elettrica.

S 7. Osservazioni in tema di aggiornamento delle procedure operative per la gestione delle interruzioni estese (articolo 6 del TIQD)

S 8. Osservazioni riguardo ai contenuti ed alle tempistiche per la redazione del rapporto a valle dell'emergenza

10 Documento di preparazione ai rischi di interruzioni per calore

- 10.1 Come già accennato, l'Autorità intende prevedere un nuovo e separato strumento che dia evidenza della preparazione delle imprese distributrici a interruzioni in periodi di calore.
- 10.2 Il rafforzamento delle risorse operative, prassi di esercizio che - sulla base di una richiesta di informazioni alle 11 imprese distributrici che servono almeno 100.000 clienti finali - è in uso presso tutte le imprese, può essere visto come una soluzione alternativa (auspicabilmente temporanea) a interventi di sviluppo della rete di distribuzione, in quanto il potenziamento operativo può intervenire fino a che non si realizzano degli interventi strutturali. Si tratta di una circostanza in qualche misura simile all'alternativa "sviluppo rete - flessibilità" che è uno dei motivi dell'introduzione stessa (nella Direttiva europea 2019/944) dei piani di sviluppo della distribuzione.
- 10.3 Anche in considerazione dei tempi necessari per ridurre le interruzioni mediante interventi di sviluppo sulla rete, è particolarmente rilevante garantire una trasparenza agli utenti analoga a quanto fatto per gli investimenti tramite i piani di sviluppo su queste azioni di predisposizione a fronteggiare le interruzioni.

Orientamenti dell'Autorità

- 10.4 L'Autorità intende introdurre l'obbligo di predisposizione, a partire dal 2027, di un documento di preparazione alle interruzioni in condizioni di calore.
- 10.5 Tale piano dovrebbe indicare puntualmente le modalità di attivazione (e di informazione al pubblico) dello stato di allerta (rispettivamente di allarme) in condizioni di ondata di calore attesa (o in corso); ad esempio, si potrebbe specificare che lo stato di allerta sia attivato qualora sia prevista una soglia di temperatura (media o massima giornaliera), eventualmente in correlazione ai pregressi giorni di siccità e/o una soglia di potenza prelevata attesa.
- 10.6 Inoltre, nel piano dovrebbero essere riportati, per ciascuna area operativa dell'impresa distributtrice in cui è strutturata l'attività di "pronto intervento" (o "esercizio rete"):
- a) indicazioni quantitative sulle risorse di personale destinate ad attività di pronto intervento in circostanze ordinarie;
 - b) indicazioni quantitative sulle risorse di personale (di pronto intervento e trasferite da altre unità organizzative o disponibili addizionalmente mediante

- clausole contrattuali con imprese fornitrici terze) per fronteggiare il picco atteso di interruzioni in circostanze di calore elevato;
- c) quantificazione delle risorse di gruppi di generazione di emergenza in circostanze ordinarie;
 - d) quantificazione delle risorse di gruppi di generazione di emergenza in circostanze di calore elevato.
- 10.7 In linea con la cooperazione già avvenuta nella fase di preparazione delle linee guida per i piani di sviluppo, le imprese distributrici potrebbero coordinarsi per definire linee guida comuni per il documento di preparazione alle interruzioni in condizioni di calore.
- 10.8 Si intende anche valutare l'introduzione di un obbligo per le imprese distributrici di un incontro annuale (o quantomeno di effettuare proposte di incontro, nel caso non vi sia un riscontro favorevole) con le istituzioni locali (es. sindaci di città di media/grande dimensione e/o loro delegati), nonché con rappresentanti degli utenti (es. comitati di cittadini, rappresentanze locali di associazioni di consumatori).
- 10.9 Tali incontri periodici potrebbero essere funzionali a molteplici aspetti:
- a) presentazione delle attività di preparazione alle possibili interruzioni per calore;
 - b) sensibilizzazione alle possibili interruzioni ed emergenze (ad esempio in termini di attivazione di polizia locale per interventi di blocco strade e/o rimozione veicoli per accelerare le attività di riparazione di cavi interrati oggetto di guasti, cooperazione con la protezione civile quando rilevante);
 - c) presentazione delle attività di investimento previste nel territorio;
 - d) sensibilizzazione, quando rilevante, su aspetti correlati agli investimenti nella rete (ad es. facilitazione delle attività autorizzative per la realizzazione di nuovi *asset*).
- 10.10 I nuovi obblighi prospettati nel presente capitolo sarebbero posti in capo alle imprese distributrici che servono almeno 100.000 clienti finali.
- 10.11 Il documento di preparazione alle interruzioni in condizioni di calore potrebbe essere predisposto e pubblicato entro il 15 marzo di ciascun anno, a partire dal 2027. Ove opportuno, in logica di prima applicazione, potrebbe essere valutata una tempistica più ampia (ad esempio, entro fine aprile 2027) per la sua prima edizione.
- 10.12 L'eventuale documento comune coordinato delle imprese distributrici dovrebbe essere predisposto almeno un mese prima della tempistica in capo alle imprese. Sempre in logica di prima applicazione e miglioramento progressivo, potrebbe essere previsto un obbligo di aggiornamento del documento di preparazione nel 2028 che tenga conto dei riscontri precedentemente ricevuti.

S 9. Osservazioni sul documento di preparazione alle interruzioni in condizioni di calore.

S 10. Osservazioni sulla possibile predisposizione di un documento comune delle imprese distributrici di linee guida per la preparazione alle interruzioni in condizioni di calore

S 11. Osservazioni su possibili azioni per sensibilizzare (cfr paragrafo 10.9) le istituzioni locali e i soggetti terzi all'esigenza della rete e alla mitigazione delle interruzioni

11 Trattamento regolatorio delle interruzioni occorse in occasione di calore

11.1 La regolazione prevede due principali casistiche di esclusione di specifiche interruzioni dal computo degli indicatori oggetto della regolazione incentivante, nell'ambito della causa di primo livello "forza maggiore"⁸:

- a) interruzioni eccezionali individuate secondo un metodo statistico che valuta l'occorrenza media di interruzioni e la deviazione da essa, metodo detto periodi di condizioni perturbate (PCP);
- b) interruzioni dovute a eventi eccezionali, definiti come eventi che provocano danni agli impianti e interruzioni del servizio anche in presenza di condizioni normali in zone circoscritte, per le quali l'impresa distributtrice è tenuta a predisporre adeguata documentazione.

11.2 In relazione all'esclusione su base statistica, con il documento per la consultazione 332/2025/R/eel sono stati consultati gli *stakeholder* su tre opzioni per l'aggiornamento del meccanismo per l'identificazione del metodo dei c.d. periodi di condizioni perturbate (opzione 0: conferma della regolazione, opzione A: aggiornamento del metodo statistico esistente usando una soglia giornaliera di interruzioni per tutte le cause, opzione B: definizione di un ulteriore metodo statistico funzionale all'esclusione di sole interruzioni per calore che eccedono una soglia triennale fissata sulla base del 3% dei giorni peggiori nell'arco di un triennio).

11.3 In sintesi, in risposta alla consultazione:

- a) la maggiore impresa distributtrice ha concordato con l'opzione A e proposto "un metodo legato al criterio del 97° percentile" incluso un "meccanismo di estensione del periodo di condizioni perturbate alle 6 ore precedenti e

⁸ Vi sono numerose altre cause disciplinate dal TIQD, a cui si rimanda. Esiste inoltre un ulteriore metodo statistico relativo ai giorni con fulminazioni eccezionali per il solo indicatore di numero delle interruzioni. I dati comunicati per l'anno 2025 dalla maggiore impresa distributtrice evidenziano il modesto impatto dei GFE sull'indicatore numero soggetto alla regolazione incentivante, in quanto la quota di interruzioni a essi attribuita risulta inferiore allo 0,5% dell'indicatore e, in termini di giorni esclusi, pari a circa lo 0,3% del totale annuo (1,13 giorni su 365).

successive ad ogni fascia”; considerando in alternativa ammissibile l’opzione B.

- b) le altre imprese distributrici e l’associazione di imprese distributrici hanno ritenuto preferibile l’opzione B;
- c) una associazione industriale ha evidenziato il forte rischio di potenziale deresponsabilizzazione dell’impresa distributtrice a fronte di interruzioni in condizioni di ondata di calore in quanto oggi non sono più eventi sporadici come diversi anni fa.

11.4 Nella deliberazione 199/2026/R/eel, l’Autorità ha indicato l’opportunità di ulteriori approfondimenti tecnici, anche con le imprese distributrici, a seguito di quanto segnalato in risposta alla consultazione, per valutare l’eventuale aggiornamento delle disposizioni relative alla definizione di periodi di condizioni perturbate.

Orientamenti dell’Autorità

- 11.5 L’Autorità, con riferimento alle interruzioni occorse in occasione di ondate di calore, rileva come tale fenomeno abbia assunto un carattere ormai ricorrente e diffuso sul territorio, non risultando circoscrivibile a specifiche aree dell’Italia.
- 11.6 Per quanto riguarda le interruzioni eccezionali su base statistica, considerando che (come già evidenziato al paragrafo 6.19 del documento per la consultazione 332/2025/R/eel) le eventuali esclusioni di un numero di circa 10 “giorni di calore e interruzioni eccezionali”⁹ di cui all’opzione B comporterebbero il rischio di crescente deresponsabilizzazione dell’impresa distributtrice, non si ritiene percorribile l’opzione B.
- 11.7 In considerazione delle azioni attuative indicate al paragrafo 6.16 del documento per la consultazione 332/2025/R/eel per l’opzione A (necessità di ricalcoli dei livelli di partenza, e azioni per la futura verificabilità da parte degli Uffici dell’Autorità), non risultano opportune evoluzioni della definizione dei periodi di condizioni perturbate per il solo anno 2027.
- 11.8 Per quanto riguarda le interruzioni per eventi eccezionali, alla luce del rischio suddetto e in considerazione delle segnalazioni che sottolineano l’importanza di responsabilizzare l’impresa distributtrice per i casi di interruzioni in condizioni di calore, è opportuno esplicitare ancora più chiaramente¹⁰ con una modifica del TIQD che le interruzioni occorse in occasione di ondate di calore non debbano essere qualificabili come eventi eccezionali ai fini del calcolo degli indicatori di continuità del servizio.

⁹ Il calcolo è relativo all’ipotesi semplificativa che le condizioni di calore e il numero di interruzioni del triennio di riferimento si ripetano in modo simile nell’anno oggetto di regolazione incentivante.

¹⁰ Nel documento per la consultazione 645/2017/R/eel (punto 3.6) era indicato che “Le interruzioni di questo tipo [ondate prolungate di calore] non vengono considerate attribuibili a cause di forza maggiore, a meno che non avvengano in misura contemporanea così intensa da superare la soglia di individuazione dei Periodi di Condizioni Perturbate”.

S 12. Osservazioni sul trattamento regolatorio delle interruzioni occorse in occasione delle ondate di calore ai fini della regolazione incentivante